

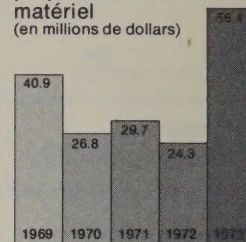




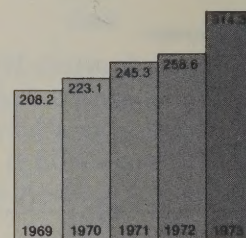
Couverture

A l'automne de 1973, l'industrie pétrolière canadienne a improvisé, avec succès, pour maintenir les approvisionnements aux raffineries de l'est. Dans cette représentation graphique, le *British Kiwi* transportant une cargaison de 90,000 barils traverse une écluse de la voie maritime; ce pétrolier a transporté, pour BP, de Toronto à Montréal, un million de barils de brut canadien. Son pavillon territorial, le "Red Ensign" flotte à la poupe; au centre du navire on a hissé le pavillon Feuille d'érable du pays hôte, flanqué d'un guidon rouge signalant une cargaison inflammable.

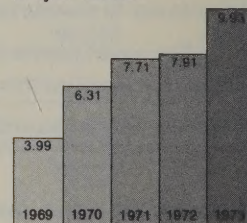
Additions aux propriétés, usines et matériel
(en millions de dollars)



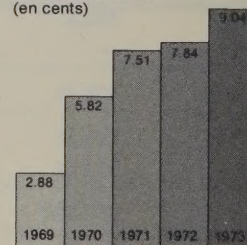
Revenu net
(en millions de dollars)



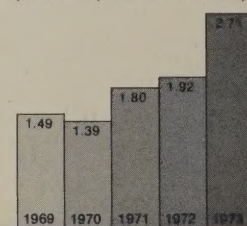
Pourcentage de rendement du capital moyen utilisé



Bénéfice net par dollar du revenu net
(en cents)



Fonds provenant de l'exploitation
(en dollars par action ordinaire)



Rapport annuel 1973

BP Canada est une compagnie pétrolière complètement intégrée, dont les activités comprennent l'exploration, la production et le raffinage de pétrole brut ainsi que la commercialisation de produits pétroliers. Quelque 34 p. cent des actions ordinaires sont détenues par le public et plus de 8,000 de nos 10,000 actionnaires résident au Canada.

Les intérêts de BP dans l'exploration s'étendent du sud de l'Alberta jusqu'à l'Arctique et de la Colombie-Britannique jusqu'à l'océan Atlantique, au large des côtes de Terre-Neuve.

Les raffineries de la Compagnie sont situées à Oakville, Ontario (raffinerie de Trafalgar) et à Ville d'Anjou, Québec (raffinerie de Montréal). Il a été prévu que leur capacité globale serait portée de 113,000 à plus de 150,000 barils par jour avant la fin de 1974.

Une grande variété de produits est mise en marché à travers le Québec et l'Ontario. Ces produits sont livrés sur les marchés industriels, agricoles, de transport et de chauffage par un important réseau de transport et de distribution BP et aux automobilistes par ses 2,500 stations-service.

Pour obtenir des exemplaires de ce rapport ou tout autre renseignement concernant BP au Canada et à travers le monde, veuillez écrire aux Services d'information, Affaires publiques, 1245 ouest, rue Sherbrooke, Montréal, Québec H3G 1G7.

Conseil d'administration

R. W. ADAM—Londres, Angleterre
Administrateur,
BP Trading Limited

P. G. CAZALET—New York
Président, BP North America Inc.

A. F. DOWN, O.B.E., M.C.—
Londres, Angleterre
Vice-président du Conseil
et Administrateur délégué,
The British Petroleum Company Limited

R. M. FOWLER, O.C.—Montréal
Président, C. D. Howe Research Institute

R. W. D. HANBIDGE—Montréal
Vice-président exécutif,
BP Canada Limitée

F. A. McKINNON—Calgary
Vice-président senior,
BP Canada Limitée

I. N. McKINNON, M.B.E.—Calgary
Président du Conseil et Président,
Consolidated Pipe Lines Company

D. F. MITCHELL—Montréal
Président,
BP Canada Limitée

J. H. MOORE, London, Ontario
Président du Conseil, John Labatt Limited,
Président, Brascan Limited

M. M. PENNELL, C.B.E.—
Londres, Angleterre
Administrateur délégué,
The British Petroleum Company Limited

HON. M. SAUVÉ, C.P.—Montréal
Vice-président, administration,
Consolidated-Bathurst Limitée

J. ALLYN TAYLOR—London, Ontario
Président du Conseil,
Canada Trust

JAMES G. THOMPSON—London, Ontario
Président,
Corlon Investments Limited

P. I. WALTERS—Londres, Angleterre
Administrateur délégué,
The British Petroleum Company Limited

Cadres

R. M. FOWLER, O.C.,
Président du Conseil

D. F. MITCHELL,
Président

R. W. D. HANBIDGE,
Vice-président exécutif

F. A. McKINNON,
Vice-président senior

D. C. SMITH,
Vice-président, finance et trésorier

J. LANGELIER, C.R.
Vice-président, contentieux et secrétaire

J. A. BARCLAY,
Vice-président, approvisionnement
et raffinage

E. W. BEST,
Vice-président, exploration et production

D. A. DEVERELL,
Vice-président, marketing

R. W. MITCHELL, M.B.E., C.R.,
Vice-président, Ontario

K. HEALY,
Secrétaire adjoint

J. I. RAWLINSON,
Secrétaire adjoint

K. T. ALLISON,
Trésorier adjoint

F. D. PYNN,
Trésorier adjoint

Le bénéfice net consolidé s'est chiffré en 1973 à \$28.4 millions, ou \$1.35 par action ordinaire, soit une hausse de 40% par rapport au bénéfice de \$20.3 millions en 1972.

Le bénéfice net consolidé représente un taux de rendement sur le capital moyen utilisé de 9.9% comparativement à 7.9% en 1972.

L'augmentation des prix du pétrole brut et du gaz naturel accompagnée d'un volume supérieur de ventes de ces produits et d'une stabilisation du marché des produits raffinés au cours du second semestre ont été les facteurs principaux de cette amélioration.

Les dépenses totales se sont élevées de \$41.9 millions en 1973 en raison principalement de la hausse des prix du pétrole brut, y compris l'approvisionnement du marché de Montréal en pétrole brut provenant de l'Ouest canadien, et de l'augmentation des salaires et du coût des matériaux. Au cours de l'exercice, le régime de retraite des employés a été amélioré afin de le rendre davantage conforme aux normes courantes dans l'industrie. Cette mesure a nécessité une contribution de \$5.5 millions à la caisse de retraite qui a été imputée sur le bénéfice.

La provision pour impôts sur le revenu se chiffrant à \$8.2 millions a indiqué un excédent de \$4.9 millions sur celle de l'exercice précédent.

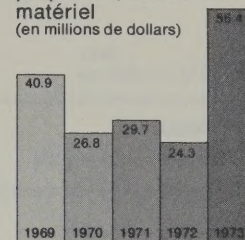
Les sommes versées au titre de la taxe fédérale de vente, des taxes municipales et autres taxes diverses, ajoutées à la provision pour impôts sur le revenu ont totalisé \$36.3 millions, soit une hausse de 46% par rapport à l'exercice précédent. En outre, les impôts directs prélevés sur les produits dérivés du pétrole pour le compte des gouvernements provinciaux se sont élevés à \$108 millions, soit une augmentation de \$3.1 millions par rapport à 1972.

Le fonds de roulement est passé de \$25 millions à \$56 millions au cours de l'exercice, en raison surtout de l'augmentation de la valeur des stocks et des comptes à recevoir compensée en partie par celle des comptes à payer.

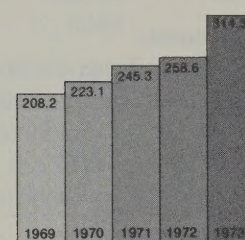
Les fonds en caisse au début de l'exercice, ajoutés à ceux provenant de l'exploitation et de la vente de propriétés, d'usine et de matériel, ont été plus que suffisants pour satisfaire aux obligations courantes de l'exercice. La raffinerie de Trafalgar a été financée par le produit d'une émission de débentures de \$50 millions vendues dans le secteur privé au Canada et aux États-Unis, et par un emprunt de £ 3.2 millions au Royaume-Uni (voir note 5 sur les états financiers). Une somme de \$25 millions, tirée du produit de l'émission de débentures et placée dans des valeurs à court terme en attendant d'être investie dans les travaux d'agrandissement de la raffinerie, est exclue du fonds de roulement et comprise dans les placements et avances.

Les dépenses en immobilisations totalisant \$56.4 millions, y compris \$30 millions engagés dans la raffinerie de Trafalgar, ont excédé de \$32 millions celles de 1972.

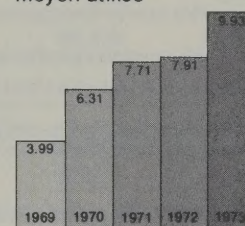
Additions aux propriétés, usines et matériel
(en millions de dollars)



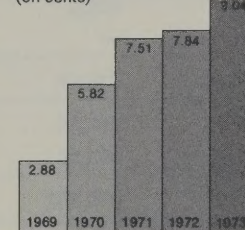
Revenu net
(en millions de dollars)



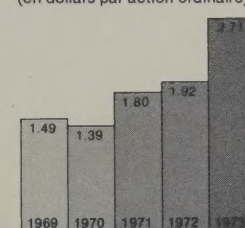
Pourcentage de rendement du capital moyen utilisé



Bénéfice net par dollar du revenu net
(en cents)



Fonds provenant de l'exploitation
(en dollars par action ordinaire)



État consolidé des bénéfices

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1973

	1973 (en milliers de dollars)	1972
Revenus:		
Ventes et services	\$327,028	\$271,436
Moins taxes de vente fédérales	15,984	14,277
	311,044	257,159
Revenus de placements	3,236	1,415
	314,280	258,574
Dépenses:		
Achats de pétrole brut, produits et marchandises	159,749	135,505
Exploitation et administration	89,681	75,647
Amortissement (note 1)	13,432	13,532
Épuisement (note 1)	9,300	7,764
Intérêt et escompte sur la dette à long terme	6,223	4,029
	278,385	236,477
Bénéfice avant impôts sur le revenu et postes extraordinaires	35,895	22,097
Impôts sur le revenu (note 7)	8,200	3,300
Bénéfice avant postes extraordinaires	27,695	18,797
Postes extraordinaires (note 8)	716	1,487
Bénéfice net de l'exercice	\$ 28,411	\$ 20,284
Bénéfice par action ordinaire (note 6)		
Avant postes extraordinaires	\$1.32	\$.89
Postes extraordinaires	.03	.07
Bénéfice net de l'exercice	\$1.35	\$.96

État consolidé de la provenance et de l'utilisation des fonds

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1973

	1973 (en milliers de dollars)	1972 (en milliers de dollars)
Provenance des fonds:		
Bénéfice avant postes extraordinaires	\$27,695	\$18,797
Postes extraordinaires	716	1,487
Bénéfice net de l'exercice	28,411	20,284
Ajouter (déduire) les éléments n'ayant pas entraîné de mouvements de trésorerie au cours de l'exercice courant:		
Amortissement et épuisement (note 1)	22,732	21,296
Impôts sur le revenu reportés	6,600	1,000
Profit sur rachat d'éléments de la dette à long terme	(433)	(265)
Autres	(395)	(1,983)
Total des fonds provenant de l'exploitation	56,915	40,332
Émission de capital-actions	53	10
Emprunt à long terme—\$57,303,000 moins \$25,000,000 de placement du produit de débentures émises (note 1)	32,303	643
Produit de la vente de propriétés, usines et matériel	6,241	7,611
Diminution nette des placements et avances	598	1,099
Total de la provenance des fonds	96,110	49,695
Utilisation des fonds:		
Additions aux propriétés, usines et matériel	56,389	24,322
Remboursement d'éléments de la dette à long terme	10,525	9,392
Remboursement net d'avances sur contrat d'approvisionnement de gaz	177	66
Rachat d'actions privilégiées	31	2
Primes payées à l'acquisition d'entreprises en exploitation (note 1)	309	853
Dividendes	3,225	2,806
Impôt payé sur le revenu non réparti	—	345
Total de l'utilisation des fonds	70,656	37,786
Augmentation nette du fonds de roulement	25,454	11,909
Fonds de roulement au début de l'exercice	30,540	18,631
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	\$55,994	\$30,540



Bilan consolidé

31 décembre 1973

Actif	1973 (en milliers de dollars)	1972
Disponibilités:		
Encaisse et placements à court terme, au coût qui correspond environ à la valeur marchande	\$ 6,889	\$ 2,932
Comptes à recevoir	63,007	52,821
A recevoir de compagnies affiliées—net (note 2)	—	1,826
Stocks, évalués au moindre du coût et de la valeur marchande	44,168	25,835
Frais payés d'avance et dépôts	1,447	1,922
Total des disponibilités	115,511	85,336
Placements et avances:		
Placement du produit de débentures émises (note 1)	25,000	—
Placements dans d'autres compagnies (note 3)	4,248	4,228
Hypothèques, prêts et dépôts à long terme	5,232	6,638
Palements de baux, au coût amorti	900	1,007
Frais reportés, au coût moins amortissement	1,005	379
Total des placements et avances	36,385	12,252
Propriétés, usines et matériel, au coût moins amortissement et épuisement accumulés (note 4)	291,392	263,326
	\$443,288	\$360,914

Au nom du Conseil

Administrateur

Administrateur

Passif et avoir des actionnaires1973
(en milliers de dollars) 1972**Exigibilités:**

Emprunt de banque	\$ 100	\$ 8,070
Comptes à payer et frais courus	45,306	29,551
Taxes de vente et autres taxes à payer	9,314	8,548
A payer à des compagnies affiliées—net (note 2)	327	—
Dividendes à payer	290	292
Échéances courantes de la dette à long terme	4,013	3,731
Revenus de production reportés	167	4,604
Total des exigibilités	59,517	54,796
Avances sur contrat d'approvisionnement de gaz	1,303	1,480
Dette à long terme (note 5)	102,515	56,170
Impôts sur le revenu reportés (notes 7 et 10)	7,600	1,000

Avoir des actionnaires:

Capital-actions (note 6)	185,424	185,416
Bénéfices non répartis	86,929	62,052
	272,353	247,468
	\$443,288	\$360,914

Voir les notes ci-jointes

État consolidé des bénéfices non répartis

pour l'exercice terminé le 31 décembre 1973

	1973 (en milliers de dollars)	1972
Solde au début de l'exercice		
Solde établi précédemment	\$60,643	\$44,968
Ajouter—		
Effet cumulatif des redressements affectés aux exercices antérieurs (note 10)	1,409	804
Solde redressé	62,052	45,772
Bénéfice net de l'exercice	28,411	20,284
Primes payées à l'acquisition d'entreprises en exploitation (note 1)	(309)	(853)
Impôt payé sur le revenu non réparti	—	(345)
	90,154	64,858
Dividendes:		
Actions ordinaires	3,150	2,730
Actions privilégiées	75	76
	(3,225)	(2,806)
Solde à la fin de l'exercice	\$86,929	\$62,052

Voir les notes ci-jointes

Rapport des vérificateurs

Aux actionnaires de
BP Canada Limitée,

Nous avons examiné le bilan consolidé de BP Canada Limitée et de ses filiales au 31 décembre 1973, ainsi que l'état consolidé des bénéfices, l'état consolidé des bénéfices non répartis et l'état consolidé de la provenance et de l'utilisation des fonds pour l'exercice terminé à cette date. Notre examen a comporté une revue générale des procédés comptables ainsi que les sondages des registres comptables et autres preuves à l'appui que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

Tel que mentionné à la note 9, une contribution spéciale aux régimes de retraite a été imputée sur le bénéfice au cours de l'exercice plutôt qu'amortie sur un nombre d'exercices comme l'exigent les principes comptables généralement reconnus.

À notre avis, sauf pour le traitement comptable mentionné ci-dessus, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière des compagnies au 31 décembre 1973, ainsi que les résultats de leur exploitation et la provenance et l'utilisation de leur fonds pour l'exercice terminé à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, lesquels ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Montréal, Canada,
le 7 mars 1974.

Clarkson, Gordon & Co.
Comptables Agréés

Notes sur les états financiers consolidés

31 décembre 1973

1. Politiques comptables

Les principales politiques comptables sont résumées ci-dessous:

Placements dans les filiales—

Les états financiers consolidés comprennent les comptes des filiales, toutes en propriété exclusive. Si le prix d'achat des actions d'une filiale excède leur valeur comptable nette au moment de l'acquisition, l'excédent est attribué aux éléments d'actif acquis jusqu'à concurrence de leur juste valeur et la provision pour amortissement et épuisement additionnels est faite à compter de cette date. Tout excédent de coût sur la juste valeur des éléments d'actif acquis est imputé sur les bénéfices non répartis; il est prévu que cette politique sera modifiée en 1974 afin d'amortir ces montants sur le bénéfice au moyen de la méthode linéaire sur leur durée estimative.

Placement du produit de débentures émises—

En attendant l'application à la construction de la raffinerie, le produit des débentures émises aux fins de financer l'agrandissement de la raffinerie a été placé dans des valeurs à court terme qui ont été exclues des disponibilités dans le bilan consolidé et qui apparaissent sous la rubrique "Placements et avances".

Amortissement—

L'amortissement de l'actif de mise en marché, de raffinage et de production est calculé selon la méthode linéaire sur la durée estimative des éléments d'actif.

Frais de financement au cours de la construction—

L'intérêt sur la dette encourue pour financer la construction des immobilisations est imputé sur le bénéfice.

Frais d'exploration et de mise en valeur—

On utilise la méthode comptable du coût entier suivant laquelle tous les coûts relatifs à l'exploration et à la mise en valeur des réserves de pétrole et de gaz sont capitalisés, qu'il s'agisse de propriétés productives ou non. Le produit provenant de la disposition de propriétés est déduit de ces coûts et les coûts nets sont amortis selon la méthode globale par unité de production basée sur les réserves totales estimatives confirmées.

Stocks—

Les stocks de pétrole brut, de produits raffinés et de marchandises sont évalués au moindre du coût (déterminé selon la méthode du premier entré—premier sorti laquelle, pour les produits raffinés de fabrication, se fonde sur le coût moyen de fabrication de l'exercice) et de la valeur nette de réalisation.

Ventes et services—

Les taxes de vente et les taxes sur les carburants perçues pour les gouvernements provinciaux ont été exclues des revenus provenant des ventes et services.

Impôts sur le revenu—

Conformément à la loi canadienne de l'impôt sur le revenu, les frais de forage, d'exploration et d'acquisition de baux peuvent être déduits du revenu et tout montant non déduit peut être reporté aux exercices suivants. Bien qu'il soit possible d'éliminer ou de réduire l'impôt sur le revenu exigible en réclamant les déductions maximums autorisées, cette pratique peut entraîner le paiement d'impôts additionnels dans les années à venir lorsque les frais imputés sur le bénéfice excéderont les frais autorisés aux fins de l'impôt. Cependant, de nouvelles déductions autorisées à l'égard du maintien d'investissements pour l'exploration et la mise en valeur influenceront directement sur le montant des impôts à venir et sur leur échéance, entraînant ainsi un nouveau report d'impôt. C'est pourquoi les compagnies, comme plusieurs autres compagnies de pétrole et de gaz, ne pourvoient pas au report d'impôt, parce qu'elles réclament, pour fins d'impôt, des déductions de cette nature dépassant les frais correspondants inscrits aux livres.

Notes sur les états financiers consolidés (suite)

Impôts sur le revenu (suite)–

Cette politique diffère de la méthode du report d'impôt recommandée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés selon laquelle il faut pourvoir aux impôts sur le revenu en se fondant sur le revenu comptable. Les commissions provinciales de valeurs mobilières ont demandé aux compagnies de pétrole et de gaz d'entreprendre une étude afin de déterminer si la méthode recommandée est appropriée aux compagnies et elles ont indiqué que si une autre méthode acceptable ne peut être justifiée, les compagnies devront être prêtes à adopter intégralement la méthode du report d'impôt en 1974. La note 7 montre l'effet qu'elle aurait eu sur les états financiers en 1972 et 1973 si cette méthode avait été suivie.

	1973	1972
	(en milliers de dollars)	
2. A recevoir de compagnies affiliées (à leur être payé)		
Achats de pétrole brut et de produits	\$(1,597)	\$(1,418)
Dividende à payer à la compagnie mère	(516)	(516)
Moins: A recevoir de la compagnie mère	1,783	3,764
Comptes intercompagnies divers	3	(4)

A recevoir de compagnies affiliées (à leur être payé)—net	\$ (327)	\$ 1,826
--------------------------------------------------------------	-----------------	----------

3. Placements dans d'autres compagnies

	1973	1972
	(en milliers de dollars)	
Actions de compagnies sous contrôle effectif, à la valeur de consolidation	\$ 90	\$ 65
Placements dans d'autres compagnies, au coût:		
Sans cote	3,271	3,276
Avec cote (valeur marchande 1973—\$1,576,000; 1972—\$3,086,000)	887	887
	\$ 4,248	\$ 4,228

4. Propriétés, usines et matériel

	1973		1972
	(en milliers de dollars)		
	Investisse- ment au coût	Amortisse- ment et épuisement accumulés	Investisse- ment net
Exploration et production	\$211,399	\$ 90,205*	\$121,194
Raffinage	135,758	55,423	80,335
Mise en marché	151,329	61,466	89,863
	\$498,486	\$207,094	\$291,392
			\$263,326

* comprend l'épuisement de \$69,215

Notes sur les états financiers consolidés (suite)

	1973	1972
	(en milliers de dollars)	
5. Dette à long terme		
BP Canada Limitée:		
Emprunt à 6%, en livres sterling, échéant en 1982	\$ 7,234	\$ —
Déventures à 7¼%, en dollars américains, série A, échéant le 15 février 1993	24,894	—
Déventures à 8¼%, série B, échéant le 15 février 1993	25,000	—
Autres dettes à long terme	450	600
Filiales de BP Canada Limitée:		
BP Pétroles Limitée—		
Emprunts hypothécaires à payer	518	454
Effets à 5¼% échéant de 1973 à 1975	4,000	6,500
Autres—		
Emprunts hypothécaires à payer	177	275
Filiales de BP Pétroles Limitée:		
BP Refinery Canada Limited—		
Obligations de première hypothèque à 5½%, avec fonds d'amortissement, série A, échéant le 15 mars 1979	6,398	7,609
Déventures à 5¼%, avec fonds d'amortissement, série A, échéant le 1er octobre 1986	24,524	26,523
Supertest Investments and Petroleum Limited—		
Emprunts bancaires garantis par certaines propriétés de pétrole et de gaz, à payer au cours d'une période de trois ans	847	1,307
BPOG Operations Ltd.:		
Emprunts bancaires garantis par certaines propriétés de pétrole et de gaz —		
Effets à 6¼%, série B	12,213	16,143
Autres dettes à long terme	273	490
	106,528	59,901
Moins les échéances courantes comprises dans les exigibilités	4,013	3,731
	\$102,515	\$ 56,170

Outre les échéances courantes comprises dans les exigibilités au 31 décembre 1973, on estime à \$5,400,000 les remboursements, au cours de 1974, des effets à 6¼%, série B, qui seront effectués à même les revenus de production.

Les remboursements et les exigences des fonds d'amortissement au cours des quatre années subséquentes au 31 décembre 1974 se chiffrent comme suit:

1975 — \$7,898,000	•	1977 — \$5,051,000
1976 — \$9,998,000		1978 — \$5,058,000

Notes sur les états financiers consolidés (suite)

6. Capital-actions

1973 1972
(en milliers de dollars)

Autorisé:

14,744 actions privilégiées avec fonds d'amortissement, rachetables, 5% cumulatif, d'une valeur au pair de \$100 chacune, rachetables à \$103 ou au pair aux fins du fonds d'amortissement (15,194 en 1972)

30,000,000 d'actions ordinaires sans valeur au pair.

Émis:

14,744 actions privilégiées avec fonds d'amortissement, rachetables, 5% cumulatif (15,194 en 1972)

\$ 1,474 \$ 1,520

21,007,423.8 actions ordinaires (21,001,023.8 en 1972)

183,950 183,896

\$185,424 \$185,416

Au 31 décembre 1973, des options étaient en circulation pour le bénéfice des cadres supérieurs et employés pour l'achat de 7,200 actions ordinaires à des prix variant de \$8.32½ à \$13.27½ l'action, pouvant être exercés chaque année jusqu'au 25 janvier 1976. Des options à l'égard de 6,400 actions ordinaires ont été exercées au cours de l'exercice au prix de \$8.32½ l'action.

La compagnie a racheté comptant 450 actions privilégiées au cours de l'exercice.

7. Impôts sur le revenu

Si les compagnies avaient pourvu aux impôts sur le revenu reportés à l'égard du revenu éliminé aux fins de l'impôt en réclamant des frais d'exploration et de mise en valeur plus élevés que les frais correspondants inscrits aux livres, et dont on a fait mention à la note 1, l'augmentation des impôts sur le revenu reportés et la diminution du bénéfice net auraient été comme suit:

		Par action
1973	\$7,200,000	\$.34
1972	5,100,000	.24

Le crédit accumulé d'impôts sur le revenu reportés de l'exercice courant et des exercices précédents aurait été d'environ \$24.5 millions au 31 décembre 1973 (\$17.3 millions au 31 décembre 1972).

En outre, selon un calcul cumulatif, les allocations du coût en capital réclamées en vue d'éliminer le revenu imposable ont été sensiblement moindres que les amortissements correspondants inscrits aux livres. Cette différence a pu être utilisée pour fins de déduction dans le calcul du revenu imposable des exercices subséquents; les réductions d'impôts qui en ont résulté ont été présentées aux livres comme postes extraordinaires au moment de leur réalisation (\$1,400,000 en 1973 et \$2,063,000 en 1972). On a estimé à environ \$8 millions au 31 décembre 1973 (\$9 millions au 31 décembre 1972) la réduction globale possible non inscrite des impôts sur le revenu dans l'avenir.

8. Postes extraordinaires

1973 1972
(en milliers de dollars)

Crédit d'impôts sur le revenu (note 7)	\$ 1,400	\$ 2,063
Perte à la vente d'une filiale américaine d'exploration	(684)	—
Dépenses de fusion	—	(325)
Dépenses reportées radiées—recherche sur le pipeline (après impôts sur le revenu de \$237,000)	—	(251)
	\$ 716	\$ 1,487

Notes sur les états financiers consolidés (suite)

9. Régimes de retraite

En 1973, les régimes de retraite ont été révisés afin que les prestations aux employés comptant de plus longues années de service correspondent davantage aux normes de l'industrie, et l'on a estimé qu'un financement additionnel de \$5.5 millions relatif aux services passés des employés était nécessaire. En 1973, une contribution spéciale de ce montant a été faite aux fiduciaires et imputée sur le bénéfice au cours de l'exercice.

Bien que l'Institut Canadien des Comptables Agréés recommande que des contributions de cette nature à la caisse de retraite soient imputées sur les bénéfices futurs au cours d'un nombre raisonnable d'exercices, la compagnie croit qu'il est plus approprié d'imputer le coût des prestations relatif aux services passés sur le bénéfice de l'exercice au cours duquel il est défrayé.

Une récente évaluation actuarielle des régimes de retraite révèle que l'actif détenu par les fiduciaires pourvoit entièrement à toutes les obligations.

10. Redressements affectés aux exercices antérieurs

Suite à une révision de la méthode de calcul des taxes de vente fédérales applicable à 1971 et 1972, au règlement du litige en rapport avec les taxes municipales exigibles de propriétés de raffinage pour les exercices de 1966 à 1971, et à une réévaluation de la provision pour impôts sur le revenu reportés, le solde des bénéfices non répartis au 31 décembre 1972 a été redressé afin de montrer une augmentation rétroactive de \$1,409,000. De cette somme, un montant net de \$605,000 était applicable à 1972 et est compris dans le bénéfice de cet exercice.

11. Engagements et événements ultérieurs

Les engagements pris dans le cours normal des affaires pour l'acquisition ou la construction d'immobilisations sont peu importants par rapport à l'actif net, sauf en ce qui concerne l'agrandissement de la raffinerie dont il est question ci-dessous.

Les travaux d'agrandissement de la raffinerie Trafalgar dont la capacité maximum sera d'environ 78,000 barils par jour sont très avancés. Le coût de ces nouvelles installations est estimé à \$60,000,000 dont \$32,000,000 approximativement ont été encourus jusqu'au 31 décembre 1973, et l'on prévoit qu'elles commenceront à fonctionner vers la fin de 1974.

Les loyers des baux expirant plus de trois ans après la fin de l'exercice totalisaient environ \$26,000,000 dont \$2,800,000 sont à payer en 1974.

12. Renseignements statutaires

La rémunération totale directe versée aux administrateurs et aux cadres supérieurs de la compagnie s'est élevée à \$524,000 en 1973.

Les principales filiales en exploitation de la compagnie sont BP Pétroles Limitée, BP Refinery Canada Limited, BP Exploration Canada Limited et Supertest Investments and Petroleum Limited.

13. Présentation des états

Les chiffres comparatifs de 1972 ont été redressés afin qu'ils soient conformes à la présentation adoptée au cours de l'exercice 1973.

Sommaire financier des cinq dernières années

(en milliers de dollars sauf les montants par action)

	1973	1972	1971	1970	1969
Bilan					
Disponibilités	\$115,511	\$ 85,336	\$ 78,796	\$ 73,479	\$ 73,990
Exigibilités	59,517	54,796	60,165	55,817	59,977
Fonds de roulement	55,994	30,540	18,631	17,662	14,013
Placements et avances	36,385	12,252	14,091	13,340	12,568
Propriétés, usines et matériel—net	291,392	263,326	265,188	257,491	253,057
Capital utilisé	383,771	306,118	297,910	288,493	279,638
Déduire: Dette à long terme	102,515	56,170	65,184	74,984	88,037
Autres éléments de passif à long terme	8,903	2,480	1,546	1,646	909
Avoir des actionnaires	272,353	247,468	231,180	211,863	190,692
Par action ordinaire	\$12.89	\$11.71	\$10.94	\$10.02	\$9.49
Bénéfice					
Revenus nets	314,280	258,574	245,346	223,082	208,152
Dépenses	278,385	236,477	225,677	208,747	201,138
Bénéfice avant impôts sur le revenu et postes extraordinaires	35,895	22,097	19,669	14,335	7,014
Impôts sur le revenu	8,200	3,300	3,800	3,000	1,233
Bénéfice avant postes extraordinaires	27,695	18,797	15,869	11,335	5,781
Postes extraordinaires:					
Crédit d'impôts sur le revenu	1,400	2,063	3,300	1,653	210
Autres débits	(684)	(576)	(750)	—	—
Bénéfice net de l'exercice	\$ 28,411	\$ 20,284	\$ 18,419	\$ 12,988	\$ 5,991
Par action ordinaire					
Bénéfice avant postes extraordinaires	\$1.32	\$.89	\$.75	\$.53	\$.29
Postes extraordinaires	.03	.07	.12	.08	.01
Bénéfice net de l'exercice	\$1.35	\$.96	\$.87	\$.61	\$.30
Total des fonds provenant de l'exploitation	\$ 56,915	\$ 40,332	\$ 37,711	\$ 29,275	\$ 29,748

Sommaire d'exploitation des cinq dernières années

(en barils par jour civil sauf le gaz naturel)

Ventes de produits raffinés (à l'exclusion des ventes à d'autres compagnies de pétrole)	96,253	94,680	94,400	96,431	91,099
Pétrole brut traité aux raffineries	104,323	98,743	99,079	100,000	93,638
Ventes nettes de pétrole brut et de dérivés liquides du gaz naturel	25,690	23,977	22,132	21,326	18,871
Ventes nettes de gaz naturel (en milliers de pieds cubes par jour)	90,140	86,363	80,125	77,660	58,175





Faits saillants de l'exercice 1973

avec chiffres correspondants pour 1972

Dans la salle du Conseil à Montréal, certains administrateurs examinent une carotte de forage et un échantillon de roche de surface. De gauche à droite: (debout) R.W.D. Hanbidge, vice-président exécutif et F.A. McKinnon, vice-président senior; (assis) R.M. Fowler, président du Conseil et D.F. Mitchell, président.

Finances

	1973	1972	% des changements
	(en milliers de dollars à moins d'indications contraires)		
Revenus (ventes et services)	\$327,028	\$271,436	+ 20.5
Revenus nets	314,280	258,574	+ 21.5
Total des fonds provenant de l'exploitation	56,915	40,332	+ 41.1
Bénéfice net de l'exercice	28,411	20,284	+ 40.1
Bénéfice net par action (dollars)	1.35	.96	+ 40.1
Rendement au capital moyen utilisé (pourcentage)	9.93	7.91	+ 25.5
Fonds de roulement à la fin de l'exercice	55,994	30,540	+ 83.3
Additions aux propriétés, usines et matériel	56,389	24,322	+ 131.8
Dette à long terme à la fin l'exercice	102,515	56,170	+ 82.5
Avoir des actionnaires à la fin de l'exercice	272,353	247,468	+ 10.1
Total de l'actif à la fin de l'exercice	443,288	360,914	+ 22.8

Exploitation

	(en barils par jour)		
Ventes de produits raffinés			
Mise en marché	96,253	94,680	+ 1.7
Ventes des raffineries à d'autres compagnies de pétrole	17,028	20,265	- 16.0
Pétrole brut traité aux raffineries	104,323	98,743	+ 5.7
Produits raffinés achetés d'une autre compagnie de pétrole	14,526	15,842	- 8.3
Ventes nettes de pétrole et de dérivés liquides du gaz naturel	25,690	23,977	+ 7.1
	(en milliers de pieds cubes par jour)		
Ventes nettes de gaz naturel	90,140	86,363	+ 4.4

Au Canada comme ailleurs, 1973 a été une année de grande agitation et de grande confusion pour l'industrie du pétrole. A mesure que l'année s'est écoulée, le surplus d'approvisionnement initial a fait place, au milieu de l'année à une situation plus équilibrée, puis à la possibilité de pénuries durant les derniers mois, au moment où se faisaient sentir les retranchements et les embargos imposés pour des raisons politiques. Au même moment, de sérieuses distorsions dans la structure canadienne des prix ont été causées par des accroissements sans précédent des prix imposés par les principaux pays exportateurs de pétrole.

A la lumière de ces incertitudes et dans le but d'assurer les approvisionnements durant les mois d'hiver, BP commença en septembre à acheminer du brut de l'Ouest canadien vers Montréal par la voie maritime, et subséquemment, par le canal de Panama. Grâce à ces efforts et à d'autres, ainsi qu'à une température hivernale assez clément, nous avons pu répondre sans interruption aux besoins de nos clients. L'amélioration des conditions du marché a entraîné une consolidation des prix et une réduction des opérations d'escompte; il en résulta que les revenus se sont améliorés et que la Compagnie a obtenu un rendement du capital moyen d'un peu moins de 10 p. cent. Bien que ce soit sans contredit une amélioration sur les années précédentes,

ce rendement est toutefois modeste pour une compagnie d'une industrie à grand risque, où les besoins en capitaux sont presque insatiables.

La réduction des approvisionnements provenant d'outre-mer et les prix croissant rapidement ont entraîné dans l'industrie pétrolière des interventions progressives et compliquées de la part du gouvernement fédéral. Reconnaisant les mérites d'amortir l'effet sur le consommateur de distorsions soudaines des approvisionnements et des prix, votre Compagnie et d'autres membres de l'industrie ont consenti en septembre dernier, à la demande du gouvernement, de restreindre les prix du pétrole brut domestique, de l'essence et de l'huile à fourniture. Aux termes de cet accord, les augmentations de prix étaient permises sur les produits à base de pétrole importé, correspondant à l'augmentation des coûts du pétrole brut.

Cette période de restriction ne devait être en vigueur que jusqu'au 31 janvier 1974 et ce, afin d'apporter un délai qui permettrait d'élaborer une politique des prix systématique canadienne. A l'expiration de cette période, on n'avait fait que très peu de progrès et de plus, d'autres augmentations considérables des prix de pétrole importé avaient été annoncées par des membres de l'Organi-

sation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Afin de protéger temporairement les consommateurs de l'Est du Canada contre l'impact de ces dernières augmentations, on a alors demandé à l'industrie de geler les prix de tous les produits pétroliers jusqu'au 31 mars 1974. Le gouvernement fédéral s'est engagé à absorber le coût de ce subside au consommateur en indemnisant les importateurs des coûts de pétrole importé non recouverts. Telle est la situation, au moment de la rédaction.

Plus le manque actuel de politiques gouvernementales fondées persiste, plus l'incertitude est grande concernant tous les aspects touchant la planification à terme et l'investissement. Les gels et les restrictions de prix sont peut-être des mesures acceptables à court terme, jusqu'à l'élaboration d'une nouvelle politique, mais ils ne peuvent remplacer une politique d'ensemble clairement définie dont on a instamment besoin pour que l'industrie soit en mesure de consacrer ses efforts à faire face aux problèmes plus sérieux de l'approvisionnement en énergie qui se présenteront durant les années à venir.

Il peut être pertinent de noter, qu'au cours de la période du 1er janvier 1973 au 1er janvier 1974, le prix du pétrole brut canadien a augmenté de 85 cents le baril jusqu'à environ \$4.50 à Toronto. Au cours de la même période, le prix du brut importé a augmenté de quelque \$8.00 le baril jusqu'à plus de \$11.00 à

Montréal. Cet écart entre le prix international du pétrole brut et le prix domestique, qui représente à peu près la présente taxe sur les exportations de pétrole brut, est beaucoup trop grand pour être maintenu et il occasionne déjà de nombreux problèmes. Au moment d'écrire ce texte, votre Compagnie met en marché des produits pétroliers à l'est de la vallée de l'Outaouais aux prix de décembre 1973, alors que le coût du brut que nous achetons depuis le 1er janvier 1974 est approximativement le double de ce qu'il était en décembre 1973. S'appuyant sur l'assurance qu'elle a reçue du gouvernement fédéral que ce dernier l'indemniserait, BP continue de maintenir les prix à ces bas niveaux dans la région desservie par la raffinerie de Montréal, bien que nous recouvrions une partie insuffisante des coûts actuels de pétrole brut et accusons ainsi un déficit de quelque \$300,000 par jour.

Les perspectives commerciales pour 1974 dépendent si largement de l'évolution des politiques gouvernementales, au Canada comme ailleurs, qu'elles ne peuvent être que spéculation. Cependant, en autant que le pétrole et les produits pétroliers continueront

vraisemblablement d'être en demande croissante pour bien des années à venir, il semble raisonnable d'envisager l'avenir avec un certain degré d'optimisme.

L'expansion de notre raffinerie de Trafalgar est en bonne voie. Nous prévoyons qu'elle sera complétée presque selon les prévisions budgétaires et qu'elle sera en pleine opération à l'automne de 1974 en dépit de retards considérables dans la livraison d'une grande partie du matériel et de l'équipement.

L'intégration et l'organisation rationnelle de notre réseau de commercialisation se déroulent selon les prévisions et, au cours de l'année, le nombre total de débouchés au détail a été réduit d'environ 16 p. cent, soit à quelque 2,500. Pratiquement tous les débouchés Super-test au Québec arborent maintenant l'enseigne BP et on prévoit que le programme en Ontario sera complété au cours de la présente année.

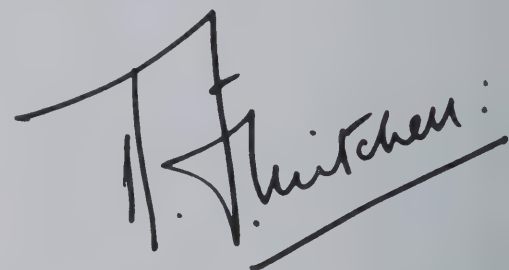
Nous prévoyons forer notre premier puits par battage au câble dans la mer du Labrador en utilisant le navire de forage norvégien Havdrill, équipé du système de positionnement dynamique; celui-ci sera à notre disposition durant les mois d'été. En décidant de forer ce puits de prospection malgré le litige continu opposant le gouvernement de Terre-Neuve au gouvernement du Canada,

nous agissons avec la conviction qu'il est d'une importance vitale pour le Canada que ce travail soit accompli sans plus de retard et que nos droits soient respectés en ce qui concerne toute résolution finale de cette affaire.

Monsieur J. H. Moore, administrateur de la Compagnie, a décidé, à cause de la pression exercée par ses nombreux autres engagements, de ne pas se représenter aux élections du conseil d'administration qui auront lieu au cours de la prochaine assemblée générale annuelle. Nous lui sommes très reconnaissants pour ses judicieux conseils qui nous manqueront beaucoup. On a proposé la nomination de Monsieur G. Meredith Smith de Montréal pour le remplacer.

Cette année a été tout particulièrement difficile pour notre personnel et j'aimerais profiter de l'occasion pour leur exprimer mes plus sincères remerciements pour un travail bien fait.

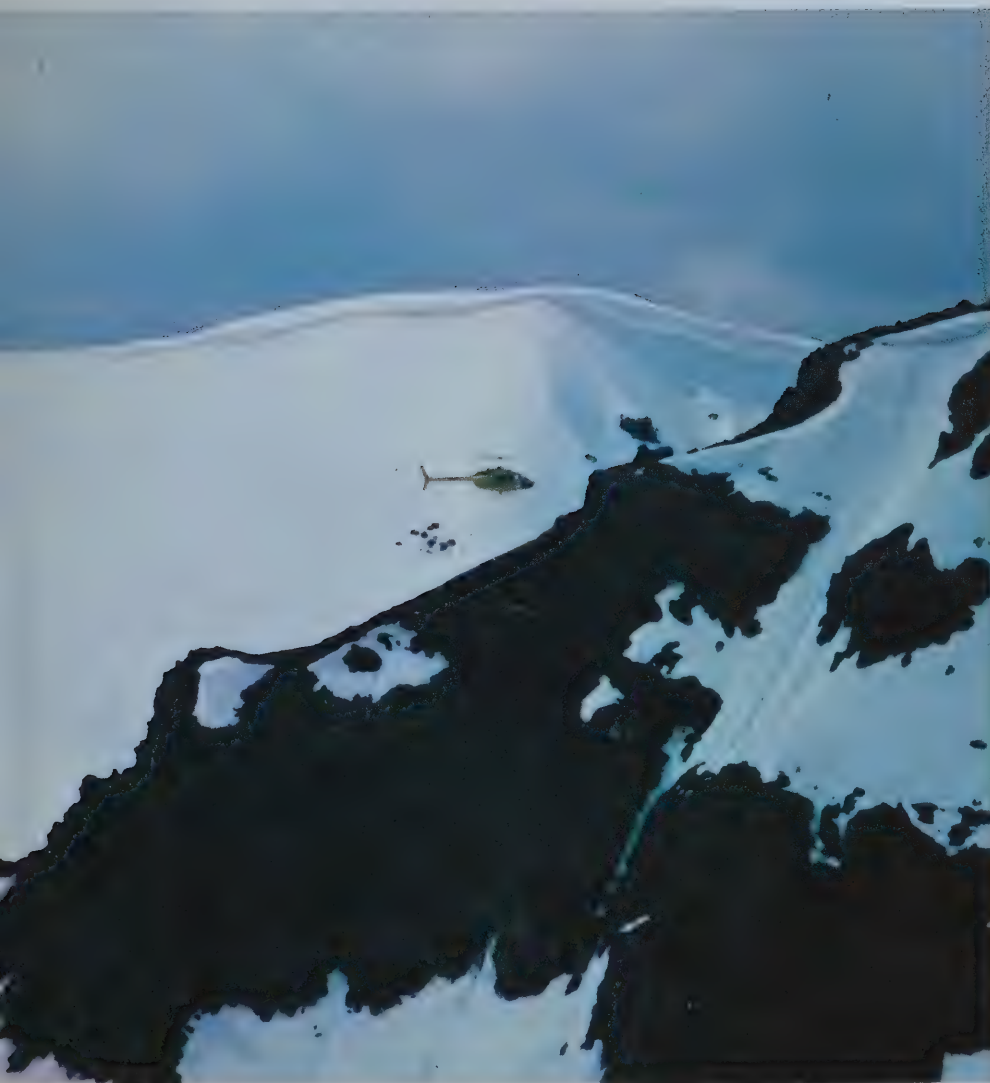
Le Président



D. F. Mitchell

le 8 mars 1974

Au nord-est de la Colombie-Britannique, un hélicoptère vole à fleur des faces escarpées des montagnes afin que l'équipement sensible qu'il transporte puisse mesurer leur radioactivité. Des géologues de BP Canada à bord se servent de ces observations pour évaluer le potentiel de production d'uranium de ces régions—exemple typique de l'intérêt croissant de la compagnie à de nouvelles sources d'énergie.



Les dépenses d'exploration s'élevèrent à \$8.2 millions. Les dépenses de mise en valeur furent de \$2.9 millions.

La prospection géophysique se poursuivait sur les tenures de la Compagnie dans la mer du Labrador. Les efforts d'exploration dans les régions conventionnelles de l'Ouest canadien furent maintenus avec accent sur les régions plus éloignées et moins explorées. Les tenures furent augmentées dans la région nord-est de la Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest. L'évaluation des tenures de la Compagnie dans les sables asphaltiques de l'Athabasca se poursuivait activement et on fit d'autres acquisitions dans des zones de prospection houillère et minérale.

La production et les ventes de pétrole brut et de gaz naturel ont atteint des niveaux records mais une partie croissante des revenus fut affectée au paiement de redevances plus élevées aux gouvernements provinciaux. Au cours de l'année, la Compagnie a vendu sa filiale, Supertest Petroleum Inc., qui détenait certains intérêts secondaires dans le Montana et le North Dakota.

Forage et réserves

La Compagnie participa à 46 puits d'exploration dont sept puits de pétrole et six puits de gaz. De plus, treize puits ont été forés par d'autres près de certains terrains de BP offerts en option aux groupes de forage et il en résulta trois puits de pétrole et un puits de gaz.

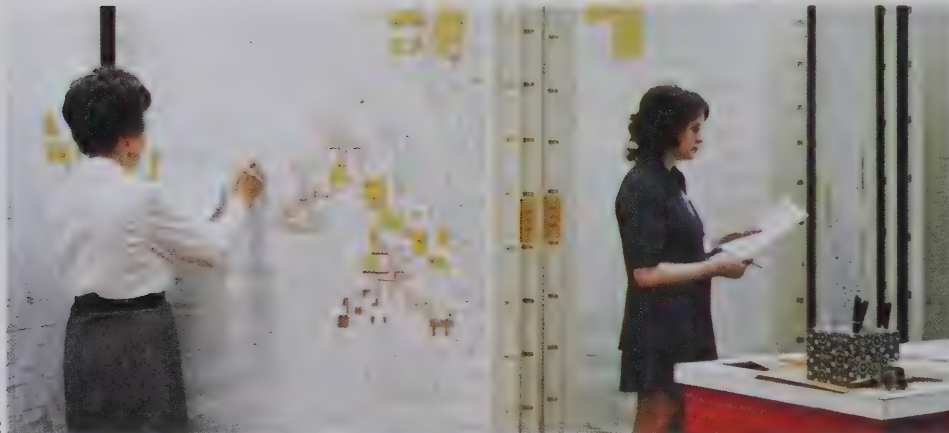
BP a participé à 78 puits de développement dont 22 furent complétés comme puits de pétrole, 49 comme puits de gaz et trois comme puits auxiliaires pour injection de fluide.

Les découvertes, extensions et révisions des réserves existantes de pétrole brut et de dérivés liquides du gaz naturel ont augmenté les réserves brutes de la Compagnie de 9.3 millions de barils. Après avoir déduit 11.7 millions de barils pour la production, les réserves brutes baissèrent de 122 millions à 119.6 millions de barils. En 1973, la participation de la Compagnie aux autres réserves—les réserves nettes—diminuèrent de 5.5 millions de barils, en conséquence directe de l'augmentation des redevances imposées par les gouvernements provinciaux au cours de l'année. Des redevances encore plus élevées sont prévues pour 1974.

Production et ventes

En dépit des taux plus élevés des redevances, les ventes de pétrole brut et de dérivés liquides du gaz naturel atteignirent une moyenne quotidienne de 25,690 barils, soit une augmentation de 7 p. cent sur l'année précédente et les ventes de gaz naturel, atteignant 90.1 millions de pieds cubes par jour, furent de 4 p. cent plus élevées qu'en 1972. Les ventes de soufre doublèrent en 1973, passant à plus de 70,000 tonnes fortes et les prix se stabilisèrent quelque peu. En fin d'année, 230,000 tonnes fortes de soufre étaient en stock.

Quoique les prix du pétrole brut aient augmenté de 85¢ le baril au cours des huit premiers mois de 1973, ils furent par la suite gelés aux taux de septembre à la demande du gouvernement fédéral et ils se maintiennent actuellement à moins de la moitié du prix mondial du pétrole brut. En 1973, le prix de vente moyen de BP pour le pétrole brut et les dérivés liquides du gaz naturel était de \$3.23 le baril, comparativement à \$2.63 le baril l'année précédente. La moyenne des redevances payées en 1973 était de 18.8 p. cent comparativement à 14.8 p. cent en 1972.



1. A 30° au-dessous de zéro dans les sables asphaltiques de l'Athabasca, un derrick monté sur camion et complètement recouvert effectuait un sondage géologique peu profond sur une surface concédée de BP. Au cours de l'hiver 1973-74, la Compagnie a effectué des carottages afin d'obtenir des données pour évaluer les possibilités industrielles.

2. Dans les bureaux de la Compagnie à Calgary, les cartes des tenures de BP Canada et de l'industrie sont mises à jour pour consultation en tout temps par le personnel de l'exploration et de la production.

3. Des étudiants en géologie, embauchés par BP pour l'été, examinent des affleurements de roche près du Grand lac de l'Ours, Territoires du Nord-Ouest, où la Compagnie détient 2.6 millions d'acres sous affermage. La prospection ici a été suivie d'un programme sismique de \$1,500,000 qui était encore en cours à la fin de l'année.

Les prix pour le gaz naturel aux termes de différents accords ont été révisés en 1973, mais les augmentations ne sont pas entrées en vigueur avant le 1er novembre et elles n'ont eu que peu d'effet sur les revenus de l'année. Le prix moyen du gaz naturel vendu par BP en 1973 était légèrement plus élevé à 16.8¢ le mille pieds cubes, mais on prévoit une amélioration des prix beaucoup plus sensible en 1974.

Régions frontalières

Des tirs sismiques furent effectués sur une ligne additionnelle de 1,500 milles sur les tenures de la Compagnie dans la mer du Labrador; ceci porte le total à 9,000 milles et complète effectivement le programme de reconnaissance. Des cartes détaillées de plusieurs endroits qui révélaient du potentiel de forage furent dressées et un emplacement fut choisi pour le forage d'un puits de 13,500 pieds en 1974. Les terrains sous permis comprennent environ 12.7 millions d'acres et, aux termes d'un accord avec la Columbia Gas Development of Canada, celle-ci dépensera \$25 millions d'ici 1979 pour des travaux d'exploration qui lui vaudront des intérêts de 40 p. cent. On s'attend d'amorcer le forage en juin en utilisant un navire de forage équipé du système de positionnement dynamique. Les puits forés par d'autres opérateurs sur le plateau du Labrador en 1973 ont révélé des traces encourageantes d'hydrocarbures.

La Compagnie, avec un associé, a effectué des travaux géologiques sur 2.6 millions d'acres affermés près du Grand lac de l'Ours dans les Territoires du Nord-Ouest. Des travaux sismiques, commencés pendant l'hiver 1973-74, rapporteront à la Compagnie des intérêts de 16½ p. cent sur les terrains, avec option de porter cette participation à 40 p. cent en effectuant des forages au cours des années subséquentes.

Dans les îles de l'Arctique, la Compagnie a complété le forage du puits d'exploration sur l'île Emerald et l'a abandonné. Elle a participé également, à titre minoritaire, à deux autres puits qui ont été infructueux. Des travaux d'exploration sismique, couvrant environ 1.1 million d'acres nettes, ont été effectués à plusieurs endroits sur les terrains de la Compagnie qui s'étendent sur approximativement neuf millions d'acres.

La Compagnie détient 38.85 p. cent des intérêts de la Magnorth Petroleum Ltd., qui possède des permis d'environ 14 millions d'acres au large des îles de l'Arctique, surtout dans le détroit de Lancaster. Ces permis sont affermés et le locataire s'est engagé à dépenser \$9.8 millions avant 1978 pour acquérir 25 p. cent des intérêts dans ces permis, avec des options de participations plus élevées en dépensant des sommes additionnelles. Des travaux de prospection sismique

maritime d'envergure ont été effectués et des plans sont en cours pour amorcer le forage en 1975 ou en 1976.

BP détient 34.75 p. cent des intérêts de la British Columbia Oil Lands, compagnie possédant des intérêts de 3.5 p. cent sur environ 2.6 millions d'acres dans les îles de l'Arctique, y compris une participation dans des découvertes de gaz à Drake Point, Hecla et sur l'île King Christian.

Ouest canadien

En décembre, un puits d'exploration à Lisburn, quelque 65 milles au nord-ouest d'Edmonton, a conduit à la découverte de pétrole dans trois zones. Bien que le puits n'ait pas encore été évalué à fond, il sera probablement développé davantage en 1974. La Compagnie détient 50 p. cent des intérêts dans le puits et dans 9,900 acres du voisinage.

Quatre puits d'exploration ont été forés dans la région Chauvin de l'est de l'Alberta. Deux de ceux-ci étaient des puits de pétrole, augmentant ainsi le potentiel de production de la région tout en fournissant une occasion pour du développement additionnel.

Dans la région de la rivière de la Paix, un de deux puits affermés et forés sans frais pour la Compagnie, a produit 7.5 millions de pieds cubes par jour, en sus du condensat, dans un horizon paléozoïque supérieur à environ 5,000 pieds de profondeur. L'affermage prévoit le forage de dix puits d'exploration et l'option de forer dix puits additionnels. Les tenures de la Compagnie dans la région comprennent 373,000 acres, avec une participation s'échelonnant entre 12½ et 100 p. cent.

A Monkman, dans les contreforts de la Colombie-Britannique, un puits d'exploration foré sous affermage sans frais pour BP, a conduit à la découverte de gaz dans le Crétacé qui était d'un intérêt suffisant pour justifier d'autres forages. Un deuxième puits sans frais était en cours au début de 1974 et du forage additionnel est prévu. Les tenures globales de la Compagnie se chiffrent à 217,000 acres brutes, avec participation allant de 25 à 100 p. cent.

Les opérations dans les contreforts de l'Alberta comprennent le forage d'extension sur la structure de Stolberg où l'on découvrit du gaz dans les années antérieures. BP détient 20 p. cent des intérêts dans un puits de forage et dans 26,000 acres de la structure. Dans les mêmes parages, on est en voie de forer un autre puits pour l'essai du Dévonien; la Compagnie garde un droit de redevance dérogatoire dans celui-ci. BP détient 30 p. cent des intérêts dans 13,000 acres de la région de Brown Creek où le forage d'un puits est en cours.

La Compagnie a effectué des recherches sismiques dans les contreforts extérieurs du nord-est de la Colombie-Britannique sur 285,000 acres de terrains dans lesquels BP détient des intérêts variant de 25 à 50 p. cent.

Dans les plaines du nord-est de la Colombie-Britannique, la Compagnie possède des intérêts variés dans 509,000 acres présentant des possibilités de production de gaz dans le récif dévonien. Les travaux sismiques ont été poursuivis et trois puits ont été forés, mais ils se sont tous avérés infructueux. Du forage d'exploration additionnel sera entrepris en 1974.

Réserves non conventionnelles

BP détient la totalité des intérêts dans une concession de 50,000 acres, située dans la région d'exploration minière en surface des sables asphaltiques de l'Athabasca. Les forages d'essai au cours de 1973 ont laissé entrevoir que cette concession comprend d'importantes réserves de bitume dans des conditions qui justifient un projet d'exploitation minière. De l'évaluation additionnelle est en cours pour obtenir des données permettant d'étudier sa praticabilité industrielle. La Compagnie détient également un droit de redevance dérogatoire de 2 p. cent dans une concession de 37,000 acres qu'un autre opérateur est en voie d'évaluer.

Dans la région de Cold Lake, les tenures de la Compagnie comprennent 133,000 acres affermées et sous permis dans lesquelles des projets expérimentaux d'inondation à la vapeur ont été entrepris au cours des années passées. Les estimations jusqu'à date indiquent que les réserves contenues dans ces terrains sont de l'ordre de 7 milliards de barils. On est à recueillir les renseignements qui mèneront peut-être à l'exploitation industrielle de ces réserves avant la fin de la décennie.

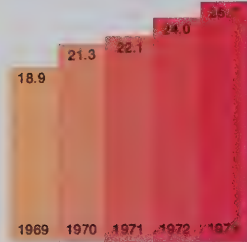
Charbon

Le besoin grandissant de sources futures d'hydrocarbures aux fins d'énergie a suscité une révision et une étude d'ensemble de régions ayant des gisements de charbon selon toute probabilité approprié à la gazéification ou à la liquéfaction. La Compagnie a acquis 42 p. cent des intérêts dans 31,900 acres sous affermage dans le sud de l'Alberta et 50 p. cent des intérêts dans 130,000 acres, du centre occidental de l'Alberta, demandées en concession. Des études et des évaluations additionnelles sont en cours.

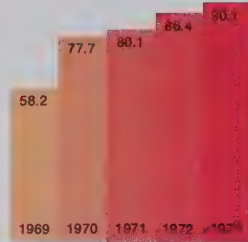
Minerais

La prospection minérale s'est poursuivie dans plusieurs régions prometteuses en Colombie-Britannique, au Yukon, et dans les Territoires du Nord-Ouest, dans les Maritimes et dans le synclinal du Labrador. Les tenures de propriétés minières à la fin de 1973 s'élevaient à 1.3 million d'acres brutes.

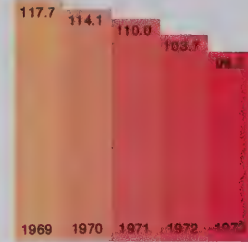
Ventes nettes—Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel
(en milliers de barils par jour)



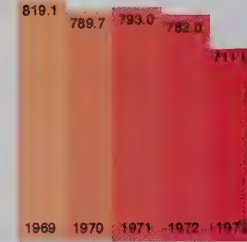
Ventes nettes de gaz naturel
(en millions de pieds cubes par jour)



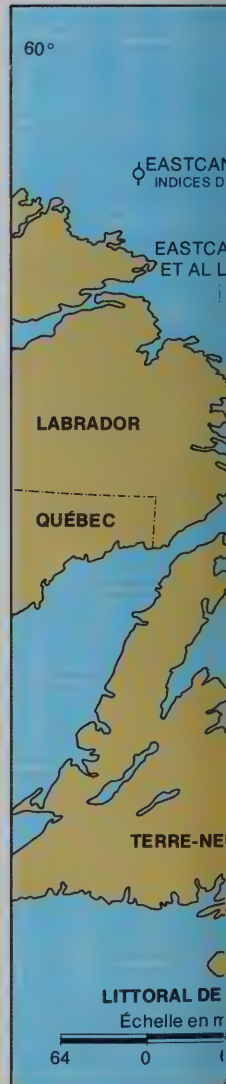
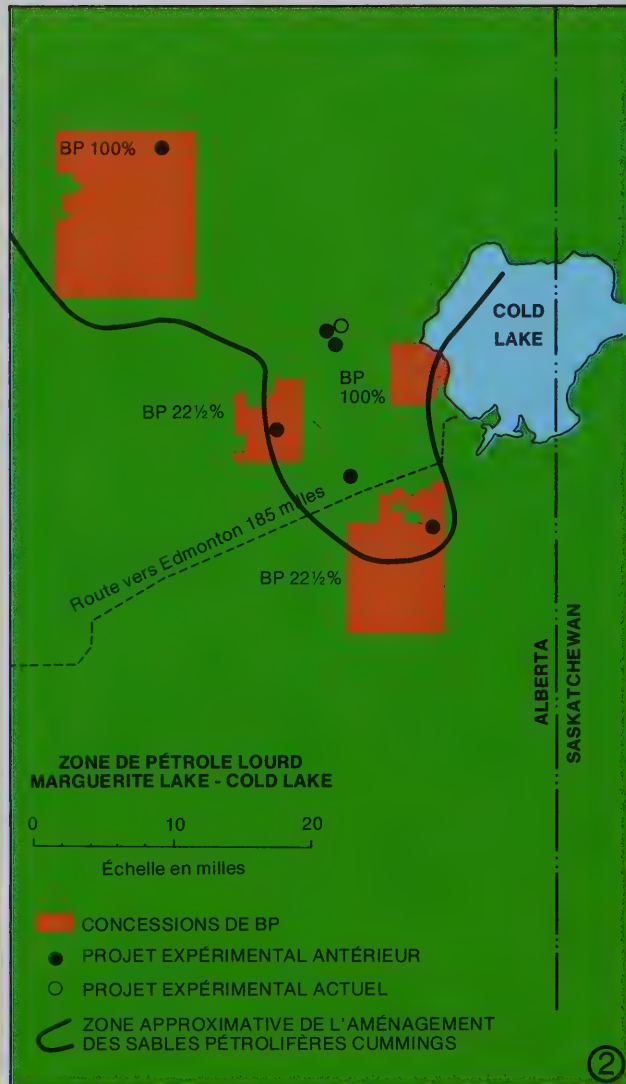
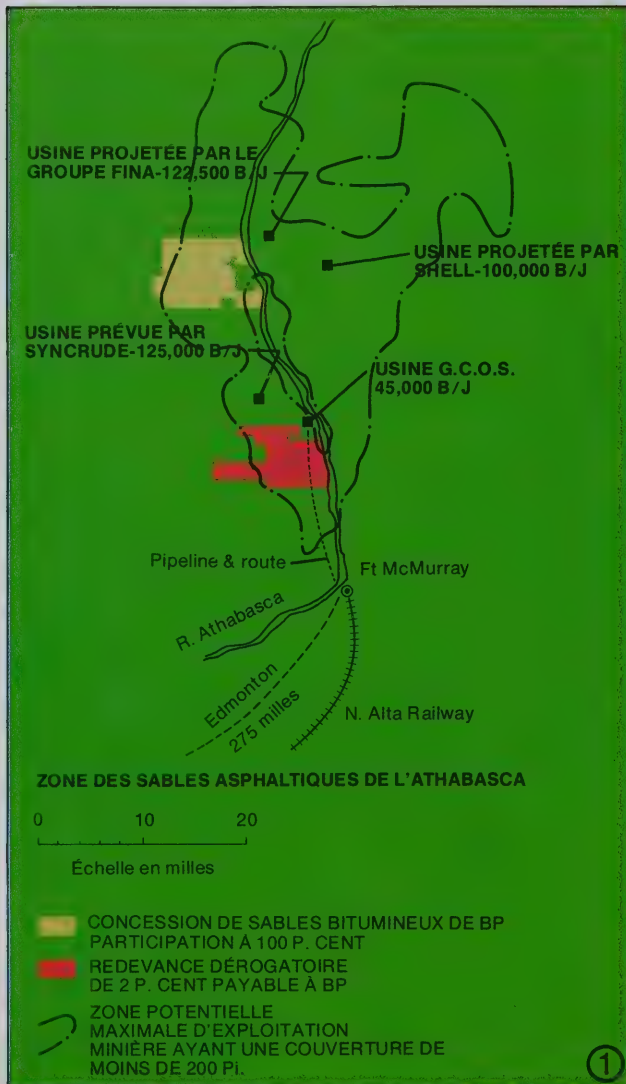
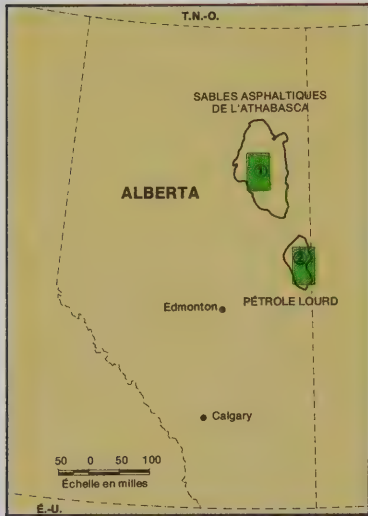
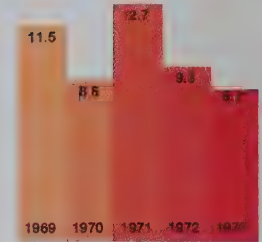
Réserves nettes—Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel
(en millions de barils)



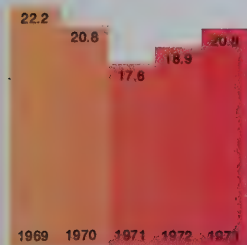
Réserves nettes—Gaz naturel
(en milliards de pieds cubes)



Dépenses d'exploration
(en millions de dollars)



Tenures nettes (en millions d'acres)



RÉSERVES

	Pétrole brut et dérivés liquides du gaz naturel (barils)		Gaz naturel (m.pi.cu.)	
	Brut:	Net: (1)	Brut:	Net: (1)
Réserves prouvées au 31 décembre 1972	122,015,700	103,712,900	884	782
Plus—Découvertes et extensions	1,593,000	1,267,600	21	19
—Ajustements nets des réserves actuelles	7,721,300	6,131,900	(62)	(57)
	<u>131,330,000</u>	<u>111,112,400</u>	<u>843</u>	<u>744</u>
Moins—Production	11,704,900	9,376,700	37	33
—Réduction des réserves nettes due à l'accroissement des redevances des gouvernements provinciaux	—	5,529,600	—	—
	<u>11,704,900</u>	<u>14,906,300</u>	<u>37</u>	<u>33</u>
Réserves prouvées au 31 décembre 1973	<u>119,625,100</u>	<u>96,206,100</u>	<u>806</u>	<u>711</u>
Endroits des Réserves prouvées				
Alberta	98,429,100	79,328,300	723	637
Saskatchewan	17,901,600	14,254,400	3	2
Colombie-Britannique	3,294,400	2,623,400	80	72
	<u>119,625,100</u>	<u>96,206,100</u>	<u>806</u>	<u>711</u>

(1) Les chiffres nets sont basés sur les redevances en vigueur le 31 décembre 1973. D'autres accroissements des redevances seront en vigueur en 1974.

VENTES NETTES de pétrole brut et de dérivés liquides du gaz naturel

	1973 B/jour	1972 B/jour
Alberta		
Redwater	4,454	2,785
Pembina	2,925	2,861
Chauvin	2,672	3,009
Swan Hills	1,808	1,424
Kaybob South	1,451	1,556
South Sturgeon	1,073	1,190
Inverness	506	617
Autres endroits	3,703	3,418
Total Alberta	<u>18,592</u>	<u>16,860</u>
Colombie-Britannique		
Beaton River	704	904
Autres endroits	58	70
Total Colombie-Britannique	<u>762</u>	<u>974</u>
Saskatchewan		
Dollard	2,332	1,768
Weyburn	651	722
Steelman	573	685
Autres endroits	2,780	2,968
Total Saskatchewan	<u>6,336</u>	<u>6,143</u>
TOTAL TOUS ENDOITS	<u>25,690</u>	<u>23,977</u>

RÉSUMÉ DES OPÉRATIONS DE FORAGE

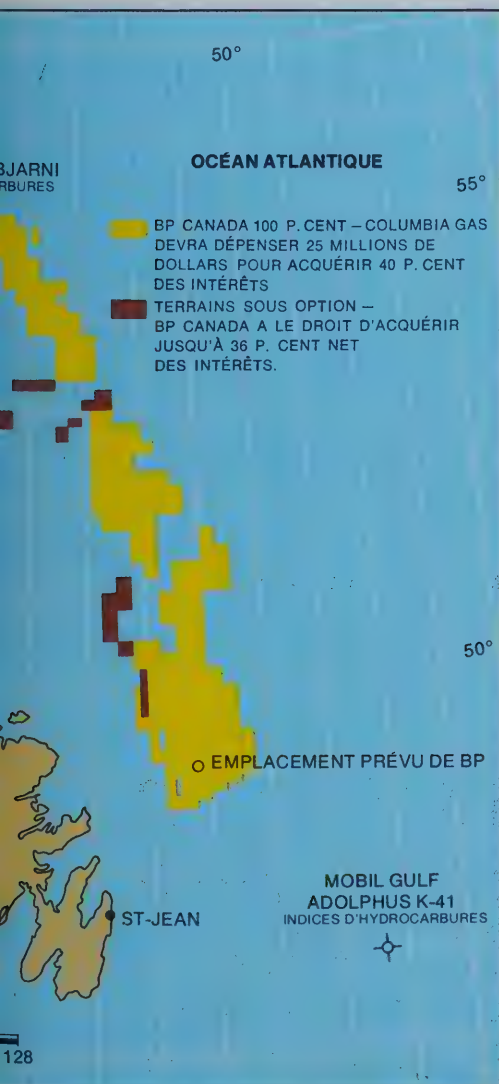
	Pétrole	Gaz	Sec	Autres
Puits d'exploitation				
Intérêt économique direct	4	0	17	0
Affermés—avec participation	3	6	16	0
Puits contigus aux terrains sous option—sans participation	3	1	9	0
Puits de développement				
Intérêt économique direct	21	45	4	3
Affermés—avec participation	1	4	0	0

VENTES NETTES de gaz naturel

	1973 m.pi.cu./jour	1972 m.pi.cu./jour
Alberta		
Edson	39.7	39.4
Lac La Biche	9.0	9.2
Okotoks	4.1	4.2
Pembina	3.7	4.3
Harmattan Elkton	3.5	0.0
East Calgary	3.5	3.6
Cessford	3.1	3.4
Kaybob	3.0	3.4
Ghost Pine	2.2	3.4
Bellis	2.1	2.6
Autres endroits	16.2	13.9
Total	<u>90.1</u>	<u>86.4</u>

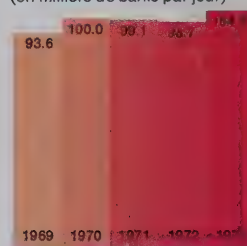
SOMMAIRE DES TENURES

	31 décembre 1973		31 décembre 1972	
	Acres brutes	Acres nettes	Acres brutes	Acres nettes
BAUX				
Alberta	2,119,839	1,189,155	2,136,621	1,215,650
Colombie-Britannique	358,732	333,458	337,521	327,195
Saskatchewan	177,920	78,294	183,456	96,734
Ontario	27,139	11,338	27,409	11,376
Territoires du Nord-Ouest	68,422	19,158	245,120	96,915
Montana & North Dakota	—	—	111,519	68,085
	<u>2,752,052</u>	<u>1,631,403</u>	<u>3,041,646</u>	<u>1,815,955</u>
CONCESSIONS ET PERMIS:				
Alberta	2,494,812	1,349,900	2,517,532	1,372,960
Colombie-Britannique	718,069	270,780	699,485	272,563
Territoires du Nord-Ouest	1,234,862	233,355	1,077,648	207,147
Iles de l'Artique	9,001,629	1,139,382	8,943,146	1,086,626
Littoral Est	13,826,965	13,275,386	13,826,965	13,275,386
Québec	—	—	182,800	9,140
Mer du Nord—Grande-Bretagne	51,323	5,774	51,323	5,774
	<u>27,327,660</u>	<u>16,274,577</u>	<u>27,298,899</u>	<u>16,229,596</u>
OPTIONS PRINCIPALES:				
Alberta	229,215	60,394	335,260	75,590
Colombie-Britannique	124,424	30,561	92,318	32,744
Iles de l'Artique	—	—	58,483	52,756
Littoral Est	1,030,978	371,152	1,030,978	371,152
Territoires du Nord-Ouest	2,904,297	1,100,471	262,470	43,741
	<u>4,288,914</u>	<u>1,562,578</u>	<u>1,779,509</u>	<u>575,983</u>
TOTAL DES TENURES—Pétrole et gaz naturel	<u>34,368,626</u>	<u>19,468,558</u>	<u>32,120,054</u>	<u>18,621,534</u>
Tenures—charbon	31,925	13,634	—	—
Tenures—minéraux	<u>1,292,645</u>	<u>1,291,757</u>	<u>298,017</u>	<u>238,762</u>



Approvisionnement et raffinage

Production totale—
Distillation
du pétrole brut
(en milliers de barils par jour)



Une expansion qui doublera la production de la raffinerie de Trafalgar a pris forme en 1973 et, en fin d'année, les unités de traitement étaient en grande partie sur leurs fondations. Le point saillant fut le panachage, avec le drapeau, de la cheminée d'échappement de gaz et de vapeur, longue de 350 pieds.



Les événements qui se sont produits sur la scène internationale, particulièrement durant la dernière partie de l'année, ont été la source d'une inquiétude constante, soit celle de savoir s'il y aurait suffisamment de pétrole brut pour permettre à la raffinerie de Montréal de répondre entièrement à la demande. Cependant, grâce à des mesures spéciales, la production des raffineries de la Compagnie a éventuellement atteint le chiffre record de 104,300 barils par jour de pétrole brut.

De septembre à décembre, 1.2 million de barils de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien ont été livrés à la raffinerie de Montréal par la voie maritime du Saint-Laurent. En octobre, suite au début des hostilités au Moyen-Orient et à l'imposition de retranchements et d'embargos par certains pays exportateurs, les dispositions prises normalement par la Compagnie pour s'approvisionner en brut étranger ont été sérieusement interrompues. Néanmoins, par l'utilisation du brut domestique et des approvisionnements provenant de sources non contingentées, il s'est avéré possible de maintenir, dans une large mesure, la production de la raffinerie de Montréal au niveau prévu. En raison de la fermeture de la voie maritime à la fin de décembre, des dispositions ont été prises pour expédier le brut domestique de Vancouver à Montréal par le canal de Panama et par le pipeline de Portland.

Le coût du brut étranger a augmenté considérablement au cours de l'année. Une augmentation d'environ 30 p. cent au

cours des neuf premiers mois a été suivie à la mi-octobre d'une nouvelle hausse de 70 p. cent imposée par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP). Vers la fin de décembre, OPEP annonça que les prix seraient à nouveau fortement majorés le 1er janvier 1974, ce qui signifiait que le prix des bruts du Golfe augmenterait de plus de 120 p. cent.

Le prix, à la tête de puits, du brut domestique traité à la raffinerie de Trafalgar a augmenté de 28 p. cent durant les neuf premiers mois avant d'être gelé pour le reste de l'année à la demande du gouvernement fédéral. La production de pétrole brut et de stocks d'alimentation à la raffinerie de Trafalgar a atteint un chiffre record de 38,100 barils par jour.

À la fin de l'année, la plupart des principales unités pour l'extension de la raffinerie de Trafalgar avaient été posées sur leurs fondations. La fin des travaux est prévue pour l'automne 1974; à ce moment, la capacité de la raffinerie aura approximativement doublé, atteignant 78,000 barils par jour. Cette extension contribuera largement à équilibrer l'offre et la demande de produits pétroliers en Ontario.

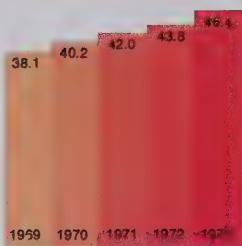
La protection de l'environnement continua d'occuper une place importante aux deux raffineries, où la Compagnie s'est conformée aux normes établies par tous les niveaux de gouvernement et a même dépassé ces normes.

Ce cylindre du régénérateur de 90 pieds de long, fabriqué à Montréal pour la raffinerie de Trafalgar était trop volumineux pour être transporté autrement que par la voie maritime du Saint-Laurent. Ici, on l'abaisse à bord du *Sarniadoc* pour son voyage vers l'Ontario.

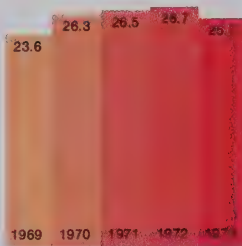


Mise en marché

Ventes d'essences
(en milliers de barils par jour)



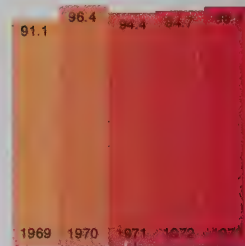
Ventes de distillats
moyens
(en milliers de barils par jour)



Ventes d'autres
produits
(en milliers de barils par jour)



Ventes totales de
produits pétroliers
(en milliers de barils par jour)



1. Au plus profond de l'hiver canadien, ce camion BP apporte l'huile de chauffage ainsi que le réconfort à une résidence de banlieue.
2. Les automobilistes peuvent combiner l'achat d'essence avec l'approvisionnement en épicerie de base à cette nouvelle station "Frigo" de Longueuil au Québec.
3. On a entrepris la construction du plus grand centre de service de la compagnie au nord de Toronto sur la route 400, fort achalandée.
4. A la deuxième école de contrôle du dérapage BP, ouverte depuis septembre, une voiture d'instruction virevolte sur la piste de dérapage; à l'arrière-plan, on aperçoit le terminal de ventes adjacent à la raffinerie de Montréal.
5. Conçu pour se mêler discrètement au milieu, ce dépôt en vrac, situé à l'extérieur de Woodstock, Ontario, dispose de réservoirs de stockage souterrains d'une capacité de 70,000 gallons de produits pétroliers.

Au cours de 1973, l'organisation du marketing dut faire face au problème de recouvrer les plus fortes augmentations de prix jamais enregistrées dans l'histoire de l'industrie. Bien que les marchés compétitifs normaux aient prévalu durant les huit premiers mois de l'année, les prix de l'essence et des distillats moyens ont été gelés en septembre en vertu d'une entente avec le gouvernement fédéral. Par la suite, dans la région située à l'est de la vallée de l'Outaouais, les prix ont augmenté à deux reprises avec le consentement du Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

En dépit d'une année où l'approvisionnement était incertain et les coûts allaient croissant, la Compagnie a non seulement

réussi à répondre entièrement aux besoins de ses clients au détail, mais elle a continué à apporter des améliorations et à réaliser des économies dans ses méthodes d'opérations.

Dans la vente de l'essence au détail, BP poursuit ses objectifs, soit d'utiliser au maximum ses immeubles et de répondre aux besoins changeants de l'automobiliste en produits et en services.

Au cours de l'année, le nombre des débouchés de vente au détail des produits BP et Supertest fut réduit de plus de 3,000

à moins de 2,500; le volume des ventes atteignait néanmoins un niveau record. Les nouvelles constructions furent réservées aux débouchés à grand débit comprenant les lave-autos, les gas bars libre-service et les magasins de dépannage avec poste libre-service. A la fin de l'année, 38 étaient terminés ou étaient en construction. Un certain nombre de stations-service appartenant à la Compagnie furent vendues et ces postes continueront d'être exploités comme débouchés au détail BP. D'autres emplacements ont été vendus pour être réaménagés, là où la valeur de la propriété immobilière est trop élevée pour justifier la continuation de l'exploitation d'une station-service. On réinvestit le capital dérivé de ces ventes dans de nouvelles installations.



Le nombre de restaurants et de stations-service situés en bordure ou près des routes à grande circulation du Québec exploitées par la compagnie affiliée R. et M. Châtelaine International Ltée fut porté à douze. En fin d'année, la construction du plus grand centre BP de ce genre était en bonne voie; il se situe au nord de Toronto en bordure de la route 400. Le restaurant qui y est incorporé constituera la première entreprise de Châtelaine en Ontario.

Deux nouvelles qualités d'huile à moteur multigrade et une nouvelle huile à moteur diesel sont venues s'ajouter à la gamme des produits BP au cours de l'année. Des dispositions ont été prises pour que de l'essence sans plomb soit vendue durant l'été 1974 à des stations spécialement choisies pour desservir les touristes américains qui visitent le Canada et qui pourraient posséder des voitures de modèles 1975 nécessitant ce produit.

Consciente de la probabilité d'un manque imminent de pétrole durant l'hiver, la Compagnie a concentré son attention sur

le maintien des approvisionnements en fuel lourd et en distillats moyens à ses 130,000 clients actuels, s'échelonnant des grands complexes industriels aux propriétaires privés. L'acquisition de six nouveaux distributeurs indépendants contribua largement à la hausse générale du volume des ventes.

Un nouvel accord d'approvisionnement à Vancouver a permis d'inclure ce port dans le réseau mondial de BP pour le ravitaillement des navires en lubrifiants. Des lubrifiants BP ont été fournis à cinq nouveaux navires destinés à ravitailler les tours de forage en mer; ces navires ont été construits à Vancouver pour affrètement par le groupe BP.

Un nouveau terminal de fuel lourd est en construction à Oakville et le terminal de distribution est en voie d'agrandissement pour suffire à la hausse de production qu'a entraînée l'extension de la raffinerie. Dans d'autres régions de l'Ontario, l'année a été active du point de vue de la construction et de la rénovation des dépôts en vrac; six nouveaux dépôts ont été complétés et 37 déjà existants sont à différents stades de rénovation.

Le succès continu de l'école de contrôle du dérapage BP à Oakville a entraîné l'ouverture d'une seconde école, celle-ci adjacente à la raffinerie de Montréal. A la fin de l'année, cette nouvelle école avait beaucoup attiré l'attention du gouvernement et du milieu des affaires, et les deux écoles étaient entièrement réservées pour plusieurs mois à l'avance.

Plus de temps et d'attention ont été consacrés aux échanges avec les différents niveaux de gouvernement, soit directement ou soit par l'entremise d'associations industrielles, et ce, particulièrement en ce qui a trait à la sécurité des produits et à la protection de l'environnement.





La participation active de la Compagnie à l'APCE (l'Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien) l'a impliquée dans la mise au point d'un nouveau type de barrière destinée à contenir les déversements en eaux courantes. On voit ici la barrière Steltner au moment où elle était inspectée et éprouvée dans le Saint-Laurent près de Montréal; elle a été mise au point à St. Catharines en Ontario, grâce aux subsides de l'APCE.



L'intérêt croissant suscité par l'industrie pétrolière au Canada durant 1973, a entraîné une hausse sensible des communications entre la Compagnie et ses différents publics. Par l'entremise de communiqués et de discours à des groupes influents, par sa participation à des réunions et par d'autres moyens, BP a augmenté ses efforts pour informer les gouvernements, les media d'information et le grand public de ses activités et de sa position face aux questions d'importance pour l'industrie.

Le personnel

A la fin de 1973, la Compagnie comptait, à travers le Canada, environ 2,300 employés à plein temps. Au cours de l'année, les services de la comptabilité ont été centralisés à la Maison BP à Don Mills et des dispositions furent prises pour vendre l'ancien édifice du siège social de Super-test, situé à London, Ontario. Cette vente fut complétée au début de 1974.

D'importantes améliorations ont été apportées en 1973 aux avantages offerts en vertu du Régime de retraite et du programme d'assurance-invalidité prolongée.

Pendant l'année, des négociations ouvrières ont eu lieu aux deux raffineries et aux principales installations commerciales en Ontario. Une entente a été conclue à chacune de ces installations syndiquées, sans arrêt de travail. Ces conventions seront en vigueur jusqu'au 31 janvier 1976.

Les départements opérationnels et de service se sont constamment occupés de sécurité et, le 28 décembre, les employés de la raffinerie de Montréal complétaient une période remarquable de trois années sans perte de temps due à des blessures. De ce fait, la raffinerie obtenait des prix de sécurité de l'Association de prévention des accidents industriels du Québec et d'institutions à base américaine, soit la National Petroleum Refiners Association et le National Safety Council.

Aux termes d'une extension des programmes d'embauchage d'étudiants comparativement aux étés précédents, quelque 150 jeunes hommes et jeunes femmes participèrent aux activités de la compagnie dans les domaines de l'exploration, du raffinage, de la mise en marché et des services. Le groupe le plus nombreux a suppléé au manque de main-d'œuvre dans les stations-service pendant les mois les plus achalandés de vente au détail.

La protection de l'environnement

La Compagnie a continué à mettre l'accent sur la nécessité de protéger l'environnement dans toutes les phases de ses activités. Le personnel BP a participé activement aux travaux de l'association nationale de l'industrie, APCE, et de différents groupes locaux.

En Ontario, on fait présentement l'évaluation d'un essai biologique, à la fois simple et original, développé par BP et portant sur les effluents d'eau; celui-ci a capté l'attention de l'industrie.

Sur le plan international, grâce à son système Vikoma Sea Pack, qui permet de contenir les déversements en haute mer, BP a apporté une importante contribution à la maîtrise des déversements maritimes. Au cours de 1973, l'équipe du Groupe BP, "Oil Spill Response Task Force", fut constituée pour faire face à tout déversement d'huile d'envergure, n'importe où au monde.



Une gerbille de l'Ontario Science Centre à Toronto, reçoit son alimentation normale de protéines à base de pétrole, "Toprina", développées par BP. Cette exposition relative à la réduction de la pénurie de protéines dans le monde explique que "Toprina" est déjà utilisée pour l'alimentation des bestiaux dans certains pays d'outre-mer.

L'année 1973 était la première année complète d'occupation de la Maison BP à Don Mills par le bureau principal de la Compagnie en Ontario. CI-DESSOUS: Les ordinateurs dans le centre occupé des données de la Maison BP. AU BAS: Les visiteurs de l'édifice sont accueillis par une réceptionniste souriante et par une exposition de photographies montrant les activités de BP à travers le monde.

La Compagnie appuie une grande variété d'activités éducatives, culturelles, civiques et de jeunesse. A DROITE: Le trophée annuel BP est décerné au meilleur athlète au Québec de sports d'hiver des Boy Scouts.

Films

Le film de la Compagnie intitulé *Canada*, produit par Christopher Chapman et dont la première a eu lieu en 1973, a remporté le trophée Feuille d'érable décerné par l'Association de l'industrie touristique du Canada. Il a reçu un accueil remarquable à travers le pays; en huit mois, il a été visionné par quelque 615,000 personnes. On estime à 4,300,000 le total des personnes du Canada qui ont assisté aux représentations de films de BP Canada.

Deux nouvelles séries de films, ajoutées à la cinémathèque au cours de 1973, ont attiré tout particulièrement l'attention: *Histoire de l'automobile*, et *Web of Life* qui examine en profondeur un système écologique.

Dons de l'entreprise

La Compagnie a renforcé son programme d'aide aux institutions d'enseignement supérieur, aux organismes et aux fédérations de santé et de bien-être (qui reçoivent environ la moitié des dons), ainsi qu'à diverses œuvres sociales et culturelles. De plus, un nombre croissant d'employés ont assumé des postes de responsabilité dans des organisations de charité ou dans d'autres activités communautaires.



BP Canada Limitée

Siège de l'administration

1245 ouest, rue Sherbrooke,
Montréal, Québec H3G 1G7

Exploration et Production

335 - 8th Avenue S.W.,
Calgary, Alberta T2P 1C9

BP House

240 Duncan Mill Road,
Don Mills, Ontario M3B 3B2

Raffineries

Raffinerie de Montréal,
Ville d'Anjou (Québec)
Raffinerie de Trafalgar,
Oakville, Ontario

Bureaux des ventes

Province de Québec
Montréal
Québec
Sherbrooke

Province d'Ontario

Hamilton
Kitchener
London
North Bay
Oakville
Ottawa
Toronto

Agent de transfert et Registraire

The Canada Trust Company
Montréal, Toronto, Calgary, Vancouver

Inscription à la Bourse

Montréal, Toronto, Vancouver

